



# Evaluación y calificación de plantas de cogeneración

## Documento complementario



La Comisión Reguladora de Energía (CRE) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó bajo el marco del “Programa de Energía Sustentable en México” el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del/ de los autor/es y no necesariamente representan la opinión de la CRE, BMZ o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

Instituciones editoras: GIZ/CRE

Evaluación y calificación de plantas de Cogeneración, México, D.F., marzo del 2011.

ISBN:

Impreso en México

© Comisión Reguladora de Energía

Av. Horacio #1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, México D.F.

C.P. 11510, México, D.F.

<http://www.cre.gob.mx>

© Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5

65760 Eschborn/Alemania

[www.giz.de](http://www.giz.de)

Oficina de Representación de la GIZ en México

Torre Hemicor, Piso 11

Av. Insurgentes Sur No. 826

Col. Del Valle, Del. Benito Juárez

C.P. 03100, México, D.F.

T +52 55 55 36 23 44

F +52 55 55 36 23 44

E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)

I [www.giz.de](http://www.giz.de) / [www.gtz.de/mexico](http://www.gtz.de/mexico)

## Tabla de Contenido

<b>Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>9</b>
<b>1 Introducción .....</b>	<b>10</b>
1.1 La definición de la operación de un sistema de cogeneración .....	11
1.2 Definición de los límites del sistema .....	12
1.3 Puntos de medida de magnitudes requeridas para la evaluación de la eficiencia del sistema.....	16
<b>2 La identificación de las corrientes de procesos a medir .....</b>	<b>18</b>
<b>3 Métodos de cálculo para la Energía Eléctrica de Cogeneración y el Calor Útil.....</b>	<b>24</b>
3.1 Energía eléctrica de cogeneración .....	24
3.2 Calor Útil producido en una planta de cogeneración .....	27
3.3 Gases calientes.....	33
3.4 Refrigeración.....	34
<b>Anexo 1: Puntualizaciones sobre mediciones .....</b>	<b>36</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>40</b>

### **Lista de Figuras**

Figura 1. El sistema de cogeneración y su entorno .....	12
Figura 2. Límites de sistema con post-combustión .....	14
Figura 3. Turbina de gas en ciclo combinado con post-combustión.....	14
Figura 4. Límite del sistema con dos turbogeneradores en serie.....	15
Figura 5. Aprovechamiento de calores residuales .....	15
Figura 6. Definición de las corrientes que definen el desempeño energético.....	22

## Glosario de Términos

**Calor útil ( $H_{CHP}$ ):** Se entiende por calor útil, a la energía térmica que es producida por un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración, la cual de no recurrirse a la cogeneración, sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos. El calor útil es suministrado a una red o a un proceso en un periodo reportado.

Suele ser práctica recomendada el retorno de los condensados cuando el calor útil se suministra por medio de corrientes de vapor. Esto trae el beneficio de reducir las necesidades de agua de reposición al circuito, recircula energía térmica para que no se pierda lo que reduce requerimientos de combustible al sistema y reduce también las necesidades de vapor al desaireador. Se recomienda estimar el calor útil mediante el cálculo del calor neto transferido desde la planta de cogeneración, lo que lleva a descontar del aporte el calor contenido en la corriente de retorno de condensados. Esto puede presentar algunos inconvenientes al momento de querer medir los parámetros que define estas corrientes por lo que también se adopta la práctica de obviar este procedimiento.

**Demanda económicamente justificables:** Se llama así a la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que de no recurrirse a la cogeneración, se satisfarían en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración

**Electricidad de cogeneración ( $E_{CHP}$ ):** Se llama así a la electricidad bruta generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil para un periodo determinado. El sistema de cogeneración suele presentar a su vez, consumos propios de energía eléctrica por ejemplo para el funcionamiento de los motores de accionamiento de bombas, ventiladores y compresores.

Se han desarrollado metodologías que permiten diferenciar la electricidad que produce el sistema de cogeneración cuando opera en modo de cogeneración total o fuera de él, como la que se presenta en el Anexo II de la Directiva 2004/8/CE.

**Electricidad de reserva:** Se llama así a la electricidad suministrada a través de la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado o averiado, esto incluye los periodos de mantenimiento.

**Electricidad de complemento:** Se llama así a la electricidad suministrada a través de la red eléctrica, en los casos en que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración.

**Eficiencia global:** Es la suma anual de la producción de electricidad (y energía mecánica), y de **calor útil**, todo esto dividido entre por la cantidad de combustible consumida **para la producción de calor mediante un proceso de cogeneración** y para la producción bruta de electricidad (y de energía mecánica). Espero que el calor

útil del numerador sea el mismo a que se refiere luego como calor de cogeneración????  
Si es el mismo ya que otro calor no se suma al numerador.

Expresa la relación entre la producción conjunta de energía eléctrica y calor respecto al combustible empleado para ello.

**Valores de referencia:** Se refiere a los valores de eficiencia de los procesos de producción alternativa y separada de calor y electricidad que se pretende sustituir mediante la cogeneración.

**Producción en régimen de cogeneración:** la suma de la electricidad, energía mecánica y calor útil procedentes de la cogeneración. Se define así al régimen operativo que permite la producción conjunta de energía eléctrica y calor útil. La ausencia o la disminución significativa de alguno de ellos disminuye las ventajas de la cogeneración al extremo de pasar a generación simple, quitándole la calidad de alta eficiencia.

**Garantía de origen:** La cogeneración de alta eficiencia tiene derecho a la expedición de las llamadas garantías de origen entendidas estas como la acreditación que asegura que un número determinado de kWh de energía eléctrica producidos en una cogeneración en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de cogeneración de alta eficiencia. La cifra acreditada de energía eléctrica corresponde precisamente al concepto de electricidad de cogeneración.

**Modo de cogeneración total:** Esto ocurre cuando la unidad de cogeneración opera con la máxima recuperación de calor (European commission DG TREN March 2007)

**Combustible de cogeneración ( $F_{\text{CHP}}$ ):** Es la energía aportada por un combustible al sistema de cogeneración, evaluada a partir de su Poder Calorífico Inferior, para la producción conjunta de energía eléctrica de cogeneración ( $E_{\text{CHP}}$ ) y calor útil ( $H_{\text{CHP}}$ ) en un periodo determinado.

**Energía térmica o calor no cogenerado ( $H_{\text{no CHP}}$ ):** Es la energía térmica que puede ser suministrada tanto por un sistema de cogeneración como por los equipos auxiliares que acompañan al mismo, que no ha sido producida en un proceso de cogeneración (o sea vinculada a la producción conjunta de energía eléctrica de cogeneración), para un periodo determinado.

**Energía eléctrica no cogenerada ( $E_{\text{no CHP}}$ ):** Se define como la cantidad de energía eléctrica bruta generada en un periodo de tiempo determinado, que no ha sido producida en un proceso de cogeneración (o sea vinculada a la producción conjunta de energía térmica de cogeneración o calor útil). Esta puede ser generada en equipos auxiliares que no integran el sistema de cogeneración, o por el mismo sistema de cogeneración cuando el mismo opera fuera de régimen de cogeneración total o sea con nula o poca producción de calor útil.

La generación de energía eléctrica no cogenerada, ocurre en procesos con nula o insuficiente generación de calor útil (energía térmica de cogeneración), o en procesos con sumideros de energía térmica. Esta situación se presenta en:

- Celdas de combustible, turbinas de gas o motores de combustión interna con nula o insuficiente producción de calor útil. El calor producido no es aprovechado de manera alguna, y es eliminado al ambiente por lo que se convierte en calor perdido en vez de calor útil.
- En las turbinas de condensación o en las secciones de condensación de turbinas de extracción-condensación que suelen integrar una planta de generación de ciclo de vapor o un ciclo combinado. Para el caso de turbinas de extracción-condensación, la energía eléctrica no cogenerada no puede ser medida en forma directa por lo que el proceso debe ser dividido en un segmento que opera a contrapresión (con extracción de vapor que genera energía eléctrica de cogeneración y por lo tanto calor útil), y un segmento de condensación (genera energía eléctrica no cogenerada y calor perdido).

**Combustible de no cogeneración ( $F_{\text{NO CHP}} = F_{\text{NO CHP,H}} + F_{\text{NO CHP,E}}$ ):** Es la energía aportada por un combustible al sistema de cogeneración y los equipos auxiliares que acompañan al mismo, evaluada a partir de su Poder Calorífico Inferior, para la producción de energía eléctrica no cogenerada ( $E_{\text{NO CHP}}$ ) y energía térmica o calor no cogenerado ( $H_{\text{NO CHP}}$ ), en un periodo determinado.

## Objetivos de este documento

El presente trabajo, se realizó con la intención de acompañar los esfuerzos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), relativos a lograr una aplicación clara y sencilla de los criterios recientemente emitidos para la evaluación y calificación de proyectos de cogeneración.

Esta situación se ha repetido en ocasiones anteriores por ejemplo cuando la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento de la cogeneración, fue complementada con la Decisión de la Comisión del 19 de noviembre de 2008, donde se brindaron orientaciones detalladas para la aplicación del Anexo II de la citada Directiva. Otra situación similar se presentó con la publicación en abril de 2008, de la Guía técnica para la medida y determinación del calor útil de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia, como apoyo del real Decreto 661/2007 que se emitió para regular en España la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Se entiende por lo tanto, que llevar a la práctica lo que la autoridad reguladora pretende definir con la publicación de los criterios sobre cogeneración eficiente, será un proceso de aprendizaje conjunto. Este proceso tendrá por objetivo final contemplar la mayor parte de los casos que la actividad de cogeneración significa en México, atendiendo a la definición de la misma en la legislación local.

Con esta intención se ha incluido en este trabajo una primera sección dedicada a definir las variables operativas que definen y caracterizan un sistema de cogeneración, definiciones que pueden no coincidir con las adoptadas por la CRE en su reciente resolución, pero que pretenden brindar claridad sobre diferencias sutiles en los términos abordados.

A continuación se presenta un apartado donde se discute la correcta definición de los límites del sistema de cogeneración a ser evaluado, entendiendo que esta operación es fundamental para reconocer e identificar las corrientes de proceso que serán sujeto de mediciones de campo a fin de conocer el desempeño energético del sistema.

Pero estas corrientes presentan ciertas particularidades respecto de su correcta definición, lo que es discutido en detalle en el capítulo siguiente, donde se brindan precisiones sobre el combustible de cogeneración, la energía eléctrica de cogeneración y el calor útil o energía térmica de cogeneración.

Este análisis se complementa con un capítulo dedicado a abordar particularidades relativas al tratamiento y medición de la electricidad de cogeneración y al calor útil.

Finalmente en el Anexo I, se ha transcripto algunas precisiones brindadas en la Guía del Calor Útil, sobre mediciones de campo.

Bajo el convencimiento que nuevas dudas surgirán al momento de llevar a la práctica los procedimientos mencionados, se pretende brindar al menos las precisiones iniciales que permitan alcanzar claridad respecto de entender cuáles son las variables de debemos medir, como definir las y donde ubicarlas en campo.

## 1 Introducción

La Comisión Regulatoria de Energía (CRE), ha definido los criterios que se emplearán para evaluar el desempeño energético de una planta de cogeneración estableciendo los valores mínimos que las mismas deben observar a fin de ser catalogadas como de cogeneración eficiente y recibir los beneficios establecidos para esta categoría de generación de energía eléctrica.

La aplicación de la nueva definición de cogeneración eficiente, requiere de una serie de precisiones sobre la determinación de los valores de las variables representativas del sistema bajo estudio. Estas variables permiten estimar un cierto índice de desempeño energético escogido para avaluar los sistemas de cogeneración.

Este documento pretende abordar ciertos puntos críticos que podrían presentarse en campo, al momento de querer medir aquellas magnitudes (variables operativas), que son empleadas para caracterizar y calificar el desempeño energético del sistema.

Es presentado por lo tanto, como una guía complementaria a los criterios establecidos por la CRE, con el objetivo de aclarar situaciones poco claras que pueden presentarse en la práctica.

La cogeneración permite ahorrar energía mediante la producción combinada, en lugar de separada, de calor y electricidad. Ese ahorro puede ser de diversa índole y para asegurar que se obtienen el máximo ahorro posible de energía, debe prestarse la mayor atención a las condiciones de diseño y funcionamiento de las unidades de cogeneración.

La medida de la eficiencia se realiza a partir de estimar el ahorro de energía primaria que el sistema de cogeneración permite alcanzar y con él la llamada energía libre de combustible que representa la cantidad extra de energía eléctrica que se podría generar de emplearse este ahorro de energía primaria provocado. Posteriormente esta energía libre de combustible se emplea para construir una relación que permite expresar la misma como un porcentaje de la energía generada por un sistema aislado.

A lo largo de este documento se describirán distintas situaciones que se presentan en la práctica y la fórmula de estimación de las magnitudes involucradas en los cálculos de eficiencia de cogeneración.

Esta Guía será de interés para los siguientes grupos meta:

- Autoridades regulatorias encargadas de evaluar el desempeño de las plantas de cogeneración.
- Terceros calificados, encargados de realizar en la práctica las evaluaciones solicitadas y dar seguimiento a la operación de las plantas.

- Los propios permisionarios, operadores de las instalaciones de cogeneración tanto existentes como nuevas.
- Desarrolladores de proyectos de cogeneración.

El objetivo de todos los procesos de cogeneración es ahorrar combustible y, en consecuencia, emisiones de gases de efectos invernadero. Si bien, en general, todas las plantas de cogeneración bien diseñadas aportan estos ahorros, su capacidad de ahorrar puede ser muy diferente en función de su tamaño y sobre todo de lo ajustado de su diseño a la demanda de calor.

Por ello, la legislación suele fijar *índices de eficiencia* en lugar de ahorros en valor absoluto para evaluar la calidad del diseño de una planta de cogeneración.

La eficiencia y sostenibilidad globales de la cogeneración, dependen de múltiples factores tales como la tecnología empleada, los tipos de combustibles, las curvas de carga, el tamaño de la unidad y las propiedades del calor.

Los valores utilizados para calcular la eficiencia de la cogeneración y el ahorro de energía primaria se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad, en condiciones normales de utilización.

## 1.1 La definición de la operación de un sistema de cogeneración

La evaluación de las plantas de cogeneración es relativamente difícil por la complejidad y diversidad tecnológica de las mismas y por la dificultad de la identificación y posterior medida de las magnitudes que determinan su eficiencia.

Para realizar la estimación de eficiencia mencionada, es necesario conocer con total precisión tres variables representativas de la operación del sistema como son:

- El calor útil o energía térmica de cogeneración ( $H_{\text{CHP}}$ ),
- La energía eléctrica de cogeneración ( $E_{\text{CHP}}$ )
- El combustible empleado en el proceso de cogeneración ( $F_{\text{CHP}}$ ).

El combustible de cogeneración y la energía eléctrica de cogeneración, suelen ser objetos de contratos de compraventa entre entidades diferentes y son sencillos de medir, no prestándose a equívocos y siendo fácil asegurar su origen y uso (de cogeneración o no).

Por el contrario, el calor producido es de medición o evaluación más compleja, y por lo mismo requiere de un tratamiento con mayor detalle. El calor útil presenta dificultades en su definición y complejidad en su medición.

El proceso de evaluar el desempeño energético de un sistema requiere transitar por los siguientes pasos:

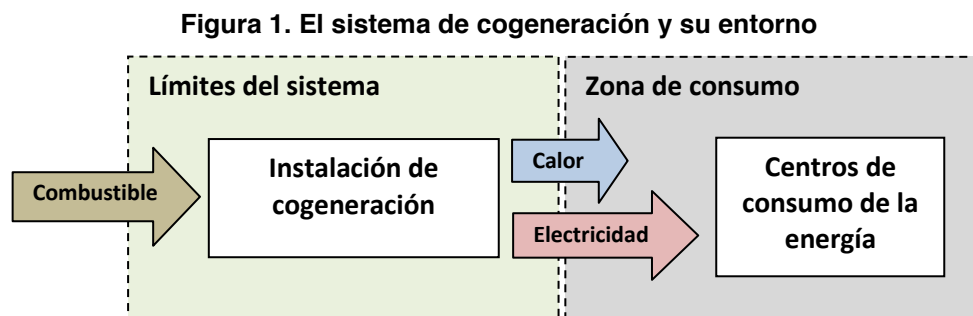
1. La definición de los límites del sistema y la correcta identificación de las corrientes de proceso que debemos medir para integrar en la fórmula de evaluación del desempeño energético del sistema.
2. El diseño de un programa o esquema de mediciones que permita reflejar el perfil operativo real del sistema a ser evaluado.
3. La definición de las características principales a ser tenidas en cuenta en las mediciones puntuales para que las mismas sean consideradas como buenas.

## 1.2 Definición de los límites del sistema

Para una correcta identificación de las corrientes de proceso que deberemos medir a los fines de evaluar el desempeño del sistema, el primer paso consiste en proceder a la delimitación del sistema de cogeneración. Esto no es otra cosa que establecer los límites dentro de los cuales opera el propio proceso de cogeneración.

Una unidad de cogeneración suministra productos energéticos a una zona de consumo. La zona de consumo no pertenece a la unidad de cogeneración pero está ligada a ella porque consume los productos energéticos generados por ella.

Las dos zonas (la de cogeneración y la de consumo), no son necesariamente zonas geográficamente diferenciadas dentro del sitio, pero a fines de contar con una representación clara conviene mostrarlas por separado. La zona de consumo puede ser un proceso industrial, un consumidor individual de energía térmica y/o eléctrica, un sistema de calefacción/refrigeración urbana y/o la red pública eléctrica. En todos los casos, la zona de consumo utiliza la producción energética de la unidad de cogeneración.



Pero además de la propia instalación de cogeneración, pueden coexistir en las mismas instalaciones, otros equipos dedicados ya sea a la generación exclusiva de energía eléctrica o a la generación exclusiva de calor. Estas unidades no operan por lo tanto en régimen de cogeneración por lo que no deben ser incluidos dentro de los límites del sistema a ser evaluado.

Entre estos equipos podemos mencionar:

#### **Para generación exclusiva de energía térmica**

- Calderas empleadas con exclusivos fines térmicos. Suelen ser de baja presión y el vapor producido se emplea para satisfacer necesidades térmicas de un proceso productivo, sin que exista generación de electricidad. Son las calderas auxiliares para completar una carga térmica y las de respaldo ante fallas.
- Calderas de recuperación de calores residuales con combustión auxiliar o suplementaria (postcombustión), que no están acopladas a turbinas (de contrapresión o extracción condensación) y por lo tanto están dedicadas exclusivamente a generación térmica.

#### **Excepción**

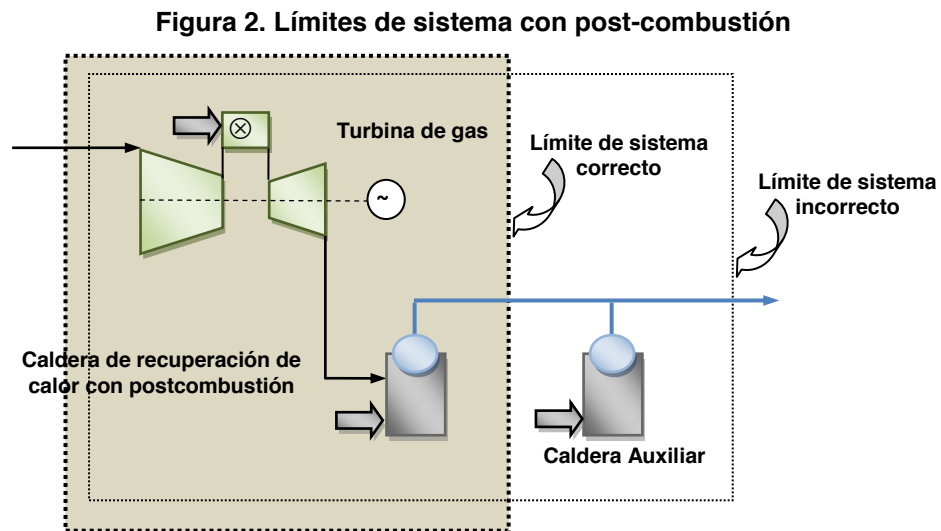
- Si la caldera de recuperación de calor trabaja acoplada al sistema de cogeneración recibiendo por ejemplo los gases de combustión de una turbina de gas, y generando vapor que se emplea para generación de energía eléctrica y calor útil, estamos ante un ciclo combinado que debe ser evaluado en conjunto.

#### **Para la generación exclusiva de energía eléctrica**

- Generadores auxiliares que buscan reducir demanda de potencia en horario punta (“peak shaving”), o de respaldo ante fallas de suministro.

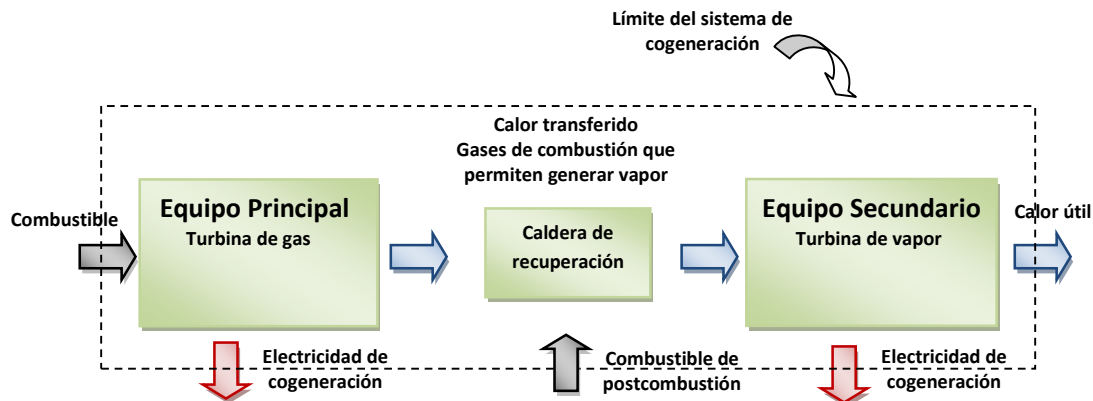
Veamos al respecto algunos ejemplos que permiten entender la importancia de la correcta definición de los límites del sistema de cogeneración.

**Caso 1:** Existen en el sitio equipos exclusivos de generación térmica o eléctrica. Como se mencionó, los mismos no deben ser considerados como parte del sistema de cogeneración, por lo que las producciones de energía térmica y/o eléctrica de los mismos deben ser perfectamente diferenciadas y excluidas de la estimación.



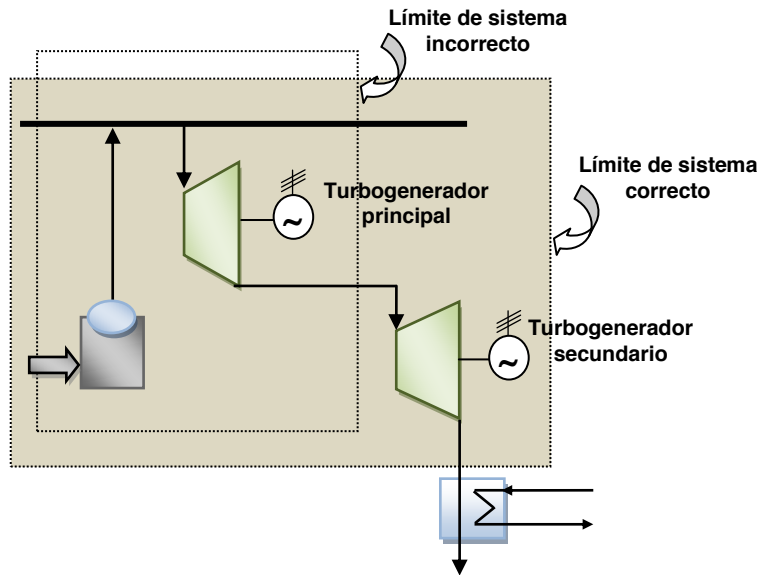
**Caso 2:** Cuando los equipos principales están conectados en serie para trabajar en forma de un ciclo combinado (donde el calor del equipo principal se convierte en vapor para abastecer a una turbina de vapor secundaria), los equipos principales no pueden considerarse por separado, incluso si la turbina de vapor secundaria se encuentra en un emplazamiento diferente

**Figura 3. Turbina de gas en ciclo combinado con post-combustión**



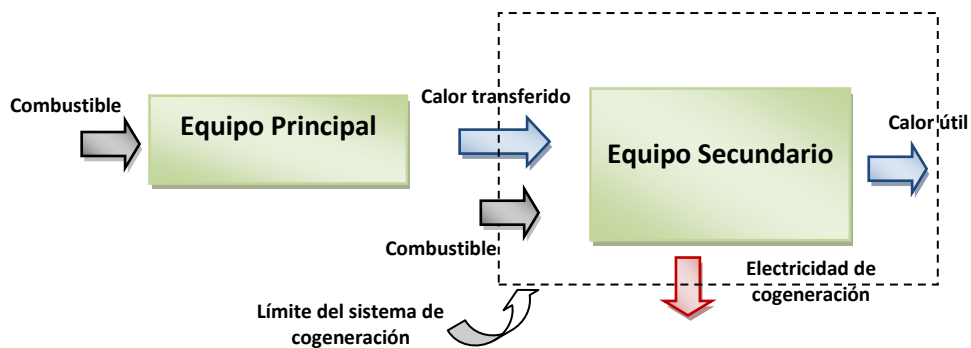
**Caso 3:** Sistemas integrados por una turbina principal y otra secundaria. Las turbinas de vapor secundarias tienen que incluirse como parte de la unidad de cogeneración. La producción de energía eléctrica a partir de una turbina de vapor secundaria forma parte de la producción de energía de la unidad de cogeneración. El vapor que pasa de una turbina a la siguiente no es calor útil sino una transferencia dentro del mismo sistema de cogeneración.

Figura 4. Límite del sistema con dos turbogeneradores en serie



**Caso 4:** Aprovechamiento de calores residuales. Si los equipos principales no están produciendo energía eléctrica, o sea que no están trabajando en modo de cogeneración, el límite del sistema de cogeneración se restringe al equipo secundario que sí integra un sistema de cogeneración, y el calor aportado por el o los equipos principales se considera como un aprovechamiento de calor residual que se suministra al sistema tal como si fuera un combustible.

Figura 5. Aprovechamiento de calores residuales



### 1.3 Puntos de medida de magnitudes requeridas para la evaluación de la eficiencia del sistema

Para evaluar el desempeño energético de un sistema de cogeneración, deben medirse las distintas variables que participan en los índices diseñados a tal fin. Estas se refieren a los aportes energéticos que recibe el sistema, a partir de corrientes con cierto contenido energético (combustibles o calores recuperados), así como a los aportes que entrega el sistema a partir de realizar la transformación energética buscada. Todo esto referido a un periodo de tiempo previamente establecido que suele ser de un año.

Esto significa por un lado que debemos emplear valores reales de las variables energéticas que integran la fórmula que queremos integrar y por el otro que deben obtenerse valores que reflejen el acumulado de estas variables a lo largo del año.

Lo primero nos lleva a pensar en llegar a acuerdos sobre las mediciones de campo que deben realizarse para obtener los valores buscados con todos los detalles que esto implica para que cada medida puede ser considerada como buena de acuerdo con las mejores prácticas de la ingeniería vigentes, en cuanto a los instrumentos a ser empleados, la calibración de los mismos, el error tolerado en las mediciones y el caso de permitirse determinaciones indirectas a partir de la aplicación de balances de materia y energía, por citar algunas.

También se debe considerar que mientras ciertas magnitudes que representan contenidos energéticos de las corrientes a medir se obtienen por medición directa (corriente eléctrica suministrada), existen otras donde el contenido energético no se miden directamente sino que se estima a partir de integrar fórmulas donde participan las variables que sí serán medidas como flujos másicos, temperaturas y presiones, junto con valores extraídos de tablas como calores específicos o entalpías específicas (corrientes de vapor, gases de combustión, agua caliente o aceites, entre otras).

El segundo aspecto nos obliga a pensar en distintos mecanismos que permitan obtener los valores anuales buscados, y sobre esta situación encontramos:

- Variables que permiten una medida continua que por simple acumulación nos lleva a los valores anuales buscados,
- Variables que requieren el diseño de un mecanismo de acumulación ya que sólo se puede contar con valores instantáneos medidos con ciertos intervalos de tiempo. Aquí la definición recae en dividir el año, en la medida que la estabilidad de la operación de la planta de cogeneración y el proceso asociado a la misma lo permita, en intervalos de operación que muestren cierta estabilidad, a fin de realizar integraciones parciales a partir de medidas instantáneas durante los mismos.

Una primera ayuda en este proceso de medición de variables, es emplear aquellas mediciones que participan en facturaciones asociadas con transacciones de compra-venta, ya sea de materiales y/o energía, y que por la importancia económica de las mismas transacciones suelen estar sujetas a los controles necesarios para dotarlas de la fiabilidad necesaria.

Una vez identificados estos sistemas, deberemos diseñar el set de mediciones complementarias que deberán iniciarse a fin de llegar a los cálculos de eficiencia buscados.

## 2 La identificación de las corrientes de procesos a medir

En este punto del desarrollo, será prudente plantear las cuestiones más relevantes que deben ser evaluadas y clarificadas al momento de proceder a la identificación de las corrientes de proceso que deben ser medidas para obtener las tres variables que definen el desempeño energético del sistema.

Como introducción al tema, se presenta un resumen de los puntos críticos que deben ser definidos en cada caso, para posteriormente avanzar con el tratamiento de los mismos en las secciones posteriores

**Energía eléctrica de cogeneración ( $E_{CHP}$ ):** Los puntos que deben ser tenidos en cuenta al momento de definir la energía eléctrica de cogeneración tienen que ver con el tratamiento de los consumos internos, la existencia de aprovechamiento de potencia mecánica que plantea interrogantes sobre su tratamiento y el perfil operativo de la planta que puede llevar a la necesidad de diferenciar dentro del propio sistema de cogeneración energía eléctrica de cogeneración ( $E_{CHP}$ ) y energía eléctrica no cogenerada ( $E_{NO\ CHP}$ )

1. Para la estimación de energía eléctrica de cogeneración, se debe tomar la producción bruta, por lo que no debe sustraerse la energía eléctrica empleada para usos internos del sistema, a diferencia de lo que se sugiere respecto de la energía térmica. Los consumos internos frecuentes son para el tratamiento de gases de combustión, remoción de cenizas, preparación de combustibles (corte, molienda y crushing), ventilación, iluminación, bombeo (agua de alimentación, condensados, etc.), sistemas internos de transporte de combustible, tratamiento de agua, etc.
2. En algunas instalaciones, observaremos la presencia de turbinas de vapor secundarias que accionan bombas, ventiladores y compresores (turbo-máquinas). El aprovechamiento de potencia mecánica no está contemplada en la legislación mexicana en la definición de cogeneración, lo que deja el interrogante de cómo considerar este producto que pueden entregar algunas plantas de cogeneración dentro de la estimación de los productos energéticos del sistema. Se plantean los siguientes puntos a definir
  - Definir si se debe considerar la potencia mecánica como calor útil,
  - Otra alternativa es considerar el equivalente eléctrico de esta potencia mecánica aprovechada,
  - La evaluación puede cambiar si se están accionando turbo-maquinarias del mismo sistema de cogeneración (consumos propios), o si las mismas pertenecen a la zona de consumo.

- Como proceder si se diera el caso que una vez empleado el vapor para comandar estos accionamientos (“vapor turbinado”), el vapor de escape o los condensados que se generan aportan calor útil para una zona de consumo.
3. El perfil operativo de la planta puede llevar a que la misma no trabaje siempre bajo un esquema de cogeneración total (con máximo aprovechamiento del calor útil), situación que puede llevar a la decisión de querer diferenciar entre la energía eléctrica de cogeneración y la energía eléctrica no cogenerada.  
  
Si la autoridad así lo decidiera hacer, se debe adoptar una metodología que permita diferenciar la energía eléctrica de cogeneración de aquella que no lo es. En este sentido se recomienda el empleo del Factor C, como será desarrollado más adelante.
  4. Pueden presentarse el caso de generación conjunta de energía eléctrica en procesos que no son de cogeneración y que por lo mismos deberán también diferenciarse para la evaluación del sistema, ya que esta energía eléctrica es claramente no cogenerada ( $E_{NO\ CHP}$ ).

**Combustible de cogeneración ( $F_{CHP}$ ):** Una planta de cogeneración suele estar constituida por motores alternativos, turbinas de gas o turbinas de vapor, que transforman la energía contenida en el combustible (energía química representada por su Poder Calorífico), en energía mecánica y calor residual o de escape. La energía mecánica suele transformarse en energía eléctrica a través de un alternador (este es el caso más usual), y el calor residual puede recuperarse en forma de vapor de agua, agua caliente, aceites térmicos y gases calientes (fluidos termoportadores).

En general, el combustible es suministrado a la planta de cogeneración por una empresa comercializadora que factura dicho suministro y, por lo tanto, queda contabilizado tanto en cantidad física como en energía. Deberá tenerse un registro preciso del destino del combustible y su uso para determinar si se trata de usos cogenerativos o no.

De esta forma, el combustible que ingresa a la planta puede ser destinado en forma exclusiva a un sistema de cogeneración, pero también es frecuente encontrar equipos auxiliares que emplean parte del mismo.

Se debe intentar llegar a una correcta definición de esta corriente, que aporta la energía con la que opera el sistema y sobre la cual se estima la eficiencia energética del mismo que no es otra cosa que su capacidad para operar con un buen aprovechamiento de la energía suministrada. Para lograrlo debemos resolver los siguientes puntos de conflicto:

1. Si el combustible que ingresa a la planta y se mide a los efectos de la facturación que sustenta una transacción comercial con el suministrador, es el mismo que alimenta al sistema de cogeneración, esta medición proporciona el combustible de cogeneración.
2. Si existen otros consumos de combustible en la planta, adicionales al sistema de cogeneración, los mismos deben ser identificados y descontados. Para tal fin,

deberá diseñarse un sistema que permita ya sea por medición directa o indirecta inferir el consumo del sistema evaluado.

El combustible adicional suele emplearse para generar energía térmica y en algunas ocasiones también para generación de energía eléctrica. Las aplicaciones más usuales son las siguientes:

- Generadores o calderas convencionales auxiliares: Proveen apoyo al sistema de cogeneración permitiendo ajustar la producción de calor a la demanda del proceso. También actúan como respaldo en caso de fallas del sistema de cogeneración.
- Sistemas de respaldo para generación de energía eléctrica en casos de emergencia (sin recuperación de calor), para asegurar algunos suministros de electricidad en equipos prioritarios.
- Sistema de postcombustión: Estos sistemas aprovechan el calor residual de los gases de combustión que provienen de turbinas de gas o motores de combustión, y mediante el empleo de combustible adicional en calderas de recuperación, generan exclusivamente energía térmica o como en los ciclos combinados energía eléctrica y calor útil. El combustible que participa en sistemas de postcombustión, debe ser considerado como:
  - Combustible de no cogeneración ( $F_{NO\ CHP}$ ): cuando la postcombustión trabaja para generar exclusivamente energía térmica adicional. En este caso se trata de energía térmica no cogenerada ya que no se produce asociada a la generación de energía eléctrica de cogeneración que sería a partir de la misma fuente de energía primaria.
  - Combustible de cogeneración ( $F_{CHP}$ ): cuando la postcombustión integra in ciclo combinado que genera vapor para la producción conjunta de energía eléctrica de cogeneración y calor útil.

El calor aportado por estos usos de combustible no es sencillo de estimar ya que generalmente no se cuenta con instrumentos dedicados a este propósito. En estos casos suele recomendarse el empleo de valores de eficiencia de referencia asociados a cada aplicación en particular y para cada tipo de combustible:

$$H_{NO\ CHP} = F_{NO\ CHP} \times Ref\ H$$

3. Si se decidiera diferenciar, a partir del perfil operativo del sistema de cogeneración, la electricidad de cogeneración ( $E_{CHP}$ ) de la electricidad no cogenerada ( $E_{NO\ CHP}$ ), también deberemos diferenciar el combustible empleado para cada fin ( $F_{CHP}$  y  $F_{NO\ CHP}$ ).
4. Si existiera en la planta el aprovechamiento de calor residual y/o de combustible residual generado como co-producto, estas corrientes aportan energía al sistema de cogeneración de igual forma como si fueran combustible o energía primaria y por lo mismo se debe definir una estrategia para medirlas.

5. Los retornos de condensado para el caso que el calor útil se aporte mediante suministro de vapor, no deberán ser considerados como aportes de energía al sistema. (decisión).

**Calor Útil o energía térmica de cogeneración ( $H_{CHP}$ ):** Usualmente las plantas de cogeneración, entregan como co-producto, energía térmica que se presenta en la forma de vapor o agua caliente, los cuales serán aprovechados en una red o en un proceso productivo. Como ejemplo de esta situación citemos el aprovechamiento que hacen algunas plantas de parte o del total de los gases de escape que provienen de una turbina de gas o de un motor de combustión interna, para calentamiento directo o para aplicaciones de secado.

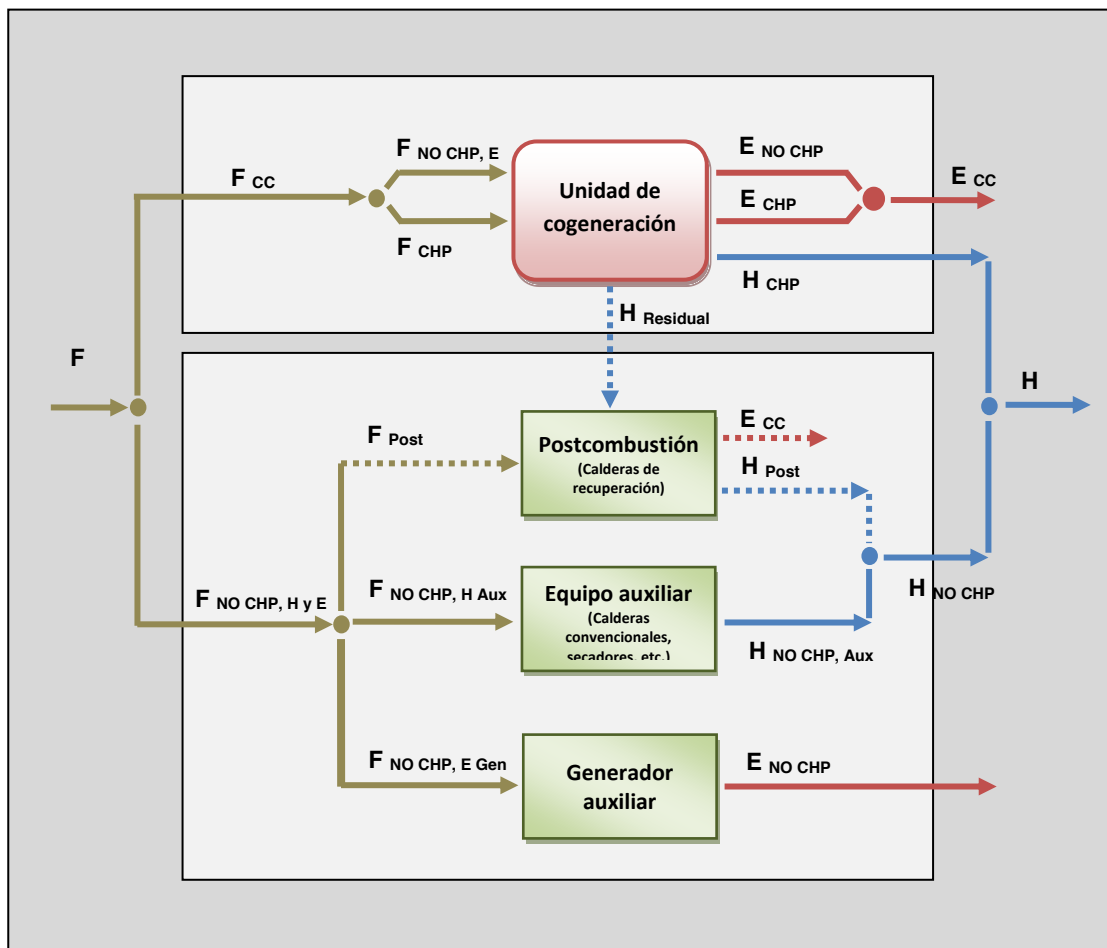
1. Las plantas de cogeneración pueden suministrar calor en corrientes portadoras de distinta calidad (medida por el trabajo que pueden realizar), y el producto térmico será la suma de todos estos suministros.
1. Se debe reconocer que sólo nos interesa estimar aquel calor que es producido en forma asociada con energía eléctrica y es transferido y aprovechado en una zona de consumo, lo que constituye por definición el calor útil o de cogeneración.
2. Se presentan plantas donde existe generación de energía térmica en procesos no vinculados al de cogeneración y que por lo mencionado NO debe ser considerada al momento de estimar el calor útil o energía térmica de cogeneración. Este tema será tratado en detalle más adelante, pero podemos citar como ejemplo:
  - El calor generado en calderas auxiliares que no pertenecen al sistema.
  - Extracciones de vapor antes que el mismo circule por turbinas para la generación de potencia mecánica o eléctrica.
  - El calor generado en postcombustión, si no hay generación de electricidad
3. La consideración de calor útil, excluye aquel calor que es expulsado a la atmósfera sin un aprovechamiento previo. Allí encontramos los envíos al ambiente de los gases de combustión por la chimenea, o el calor que dispersado en equipos de condensación sin un aprovechamiento útil.
4. También debe ser excluido de la estimación de calor útil, el calor empleado para usos propios del sistema como para de-aireación, calor de condensación, calentamiento de agua de alimentación de calderas del sistema como las de recuperación de calor.
5. El calor que es exportado para ser empleado en la generación de potencia eléctrica dentro del propio sistema, no se contabiliza como calor útil sino como una transferencia interna del propio sistema.
6. Como ya se mencionó, en el caso de sistemas de postcombustión, si el producto que se obtiene es exclusivamente energía térmica, la misma no se debe contabilizar en la estimación del calor útil ya que hubo aporte de combustible adicional y por lo mismo estamos fuera de la definición de calor útil. Para el caso que se produzca

energía térmica y eléctrica (ciclo combinado), este sistema debe ser considerado como parte del sistema de cogeneración.

7. La correcta estimación del calor útil debe considerar el calor transferido neto, por lo cual se presentan ejemplos sobre cómo evaluar en cada caso este calor útil, descontando los retornos que vuelven al sistema de cogeneración y no integran el calor neto transferido. Esto indica que, sólo la parte de lo producido como energía térmica en el sistema de cogeneración que es efectivamente transmitida para su aprovechamiento, debe ser considerada como calor útil.

Lo presentado se puede mostrar en el siguiente esquema:

**Figura 6. Definición de las corrientes que definen el desempeño energético**



Para el caso de postcombustión, las corrientes con líneas de puntos indican que una correcta evaluación debe distinguir si se genera energía eléctrica o sólo térmica.

Se presenta también una tabla con la nomenclatura empleada en este esquema.

Nomenclatura	Definición de la variable	Cálculo	Unidad
--------------	---------------------------	---------	--------

Combustibles			
<b>F</b>	Combustible total consumido por la planta. (Cogeneración, postcombustión y equipos para producción de calor o energía eléctrica.	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>CC</sub></b>	Combustible que ingresa al sistema de cogeneración y contempla el combustible empleado en generación de energía eléctrica de cogeneración y de no cogeneración	$F - F_{\text{NO CHP,H y E}}$	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>CHP</sub></b>	Combustible asociado a la cogeneración, con producción de electricidad de cogeneración y calor útil (E <sub>CHP</sub> , H <sub>CHP</sub> )	$F_{\text{CC}} - F_{\text{no-CHP,E}}$	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>NO CHP, E</sub></b>	Combustible asociado a la producción de electricidad de no cogeneración (E <sub>NO CHP</sub> )	$E_{\text{NO CHP}} / \eta_E$	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>NO CHP, H y E</sub></b>	Combustible que no está dedicado a la cogeneración y se emplea para generación térmica (H) y eléctrica (E)	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>Postc</sub></b>	Combustible consumido por un equipo de postcombustión. Puede o no estar asociado a procesos de cogeneración	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>NO CHO,H Aux</sub></b>	Combustible consumido por calderas convencionales para la producción exclusiva de calor para proceso.	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>
<b>F<sub>NO CHO,E Gen</sub></b>	Combustible consumido por generadores de energía eléctrica auxiliares no vinculados a la cogeneración	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>

Energía eléctrica			
<b>E<sub>CC</sub></b>	Energía eléctrica generada por una planta de cogeneración	Parámetro medido en planta	MWh <sub>e</sub>
<b>E<sub>CHP</sub></b>	Energía eléctrica de cogeneración	Si $\eta \geq \eta_0$ $E_{\text{CHP}} = E$ Si $\eta < \eta_0$ $E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} * C$	MWh <sub>e</sub>
<b>E<sub>NO CHP</sub></b>	Energía eléctrica de no cogeneración	$E - E_{\text{CHP}}$	MWh <sub>e</sub>

Energía térmica			
<b>H</b>	Calor total producido	Variable medida en planta	MWh <sub>t</sub>
<b>H<sub>CHP</sub></b>	Calor útil o energía térmica de cogeneración	$H - H_{\text{NO CHP}}$	MWh <sub>t</sub>
<b>H<sub>NO CHP</sub></b>	Calor producido por procesos no cogenerativos	$F_{\text{NO CHP,H}} * \text{Ref } H_{\eta}$	MWh <sub>t</sub>
<b>H<sub>Postc</sub></b>	Calor producido por dispositivos de postcombustión	$F_{\text{Postc}} * \text{Ref } H_{\eta}$	MWh <sub>t</sub>
<b>H<sub>NO CHP Aux</sub></b>	Calor producido por calderas convencionales	$F_{\text{NO CHP,H Aux}} * \text{Ref } H_{\eta}$	MWh <sub>t</sub>

## 3 Métodos de cálculo para la Energía Eléctrica de Cogeneración y el Calor Útil

### 3.1 Energía eléctrica de cogeneración

Una planta de cogeneración busca generar energía eléctrica con alta eficiencia lo que se logra gracias al aprovechamiento del calor que la misma planta genera. Pero también puede ocurrir que por diversos motivos operativos, el sistema genere energía eléctrica sin una generación asociada de calor o si lo hace éste calor no sea aprovechado como calor útil.

Esta situación ocurre en prácticamente todas las plantas de cogeneración lo que permite afirmar que la electricidad generada a lo largo de cierto periodo de control, puede dividirse en electricidad de cogeneración ( $E_{\text{CHP}}$ ), y en electricidad que estrictamente no fue generada bajo una operación de cogeneración, por lo que se conoce como electricidad de no cogeneración o no cogenerada ( $E_{\text{NO-CHP}}$ ).

Un ejemplo típico lo encontramos en plantas de cogeneración que operan asociadas a un proceso industrial, el cual por ciertos motivos reduce o hasta cancela su demanda de calor útil (paradas de planta o intermitencias prolongadas propias del proceso). Detener la cogeneración no es una alternativa para enfrentar estos estados transitorios, por lo que la planta de cogeneración suele absorber estos periodos tirando a la atmósfera la energía térmica que no es consumida en el proceso (por ej. venteo de vapor), o si fuera posible incrementando la producción de energía eléctrica (mandando vapor a condensación), con detrimento de la generación de energía térmica. En cualquier caso la planta sale de su régimen de diseño o de la operación considerada como de cogeneración total, perdiendo los beneficios de la generación conjunta de energía eléctrica y calor útil.

La pregunta que debemos formularnos ante situaciones como las planteadas, es si toda la energía eléctrica generada por una planta puede considerarse como energía eléctrica de cogeneración. Esto es importante porque los beneficios que contempla la legislación vigente, para cogeneración eficiente, aplicarían sólo a la energía eléctrica de cogeneración por lo que a los fines de la adjudicación de los beneficios económicos previstos para la cogeneración eficiente, la cantidad de electricidad de no cogeneración deberá ser sustraída del total producido.

La autoridad reguladora, deberá tomar primero la decisión sobre la conveniencia de diferenciar electricidad de cogeneración y electricidad de no cogeneración o no cogenerada. Si la respuesta es positiva, el paso siguiente es definir con qué criterio se realizará esta diferenciación.

Analizaremos a continuación, el método de cálculo que sugiere la Directiva 2004/8/CE europea para decidir cuándo hacer esta diferenciación y en caso que corresponda cómo hacerla.

### **El método propuesto por el Anexo II de la Directiva europea**

Los valores utilizados para calcular la electricidad de cogeneración, se determinan sobre la base del funcionamiento real o previsto de la unidad de cogeneración, en condiciones normales de utilización.

Aquí la pregunta es si debo tomar la cantidad total de energía eléctrica producida en el año para evaluar y calificar mi sistema, o debo trabajar con mayor grado de detalle y descontar parte de dicha energía eléctrica por haber sido la misma generada fuera de un proceso de cogeneración.

¿Por qué se debería descontar parte de la energía eléctrica generada en el año? Por haber sido generada durante un momento en que el sistema no operaba en condiciones de cogeneración, o sea que no estaba produciendo energía eléctrica en régimen de cogeneración.

Si la unidad opera fuera de cogeneración, estaré produciendo energía eléctrica sin el beneficio del aprovechamiento del calor útil, el cual, por ejemplo ira a condensación (vapor de escape) o se tira al ambiente (gases de combustión en turbina de gas o motor o la misma agua caliente que fue empleada en refrigerar ese motor).

Para averiguar si estuve generando energía eléctrica fuera de cogeneración, empleo el rendimiento global como unidad de medida.

$$\eta_{GLOBAL} = \frac{H + E}{F}$$

Donde:

H: Energía térmica total generada en el año

E: Energía eléctrica total generada en el año

F: Combustible empleado en el sistema de cogeneración

En el numerador de esta fórmula que define el rendimiento global, aparece la energía total que entrega el sistema tanto en forma de energía térmica y eléctrica. Cuando lleve la energía total generada en el año a la fórmula del rendimiento global, quedará en evidencia si hubieron momentos de generación de energía eléctrica (E), sin generación de calor útil (H), ya que durante estos momentos se consumió la misma cantidad de

combustible pero no se logró el aprovechamiento de la generación conjunta, por lo que el rendimiento global me dará bajo.

El Anexo II de la Directiva 2004/8/CE así como el Anexo II del RD 616/2007, fija valores umbrales o mínimos que deben presentarse para no tomar en cuenta estos momentos de operación del sistema fuera de régimen de cogeneración total. De esta manera, dice que la producción de electricidad, mediante cogeneración ( $E_{\text{CHP}}$ ), se considerará igual a la producción total anual de electricidad de la unidad ( $E$ ), medida en el punto de conexión de los generadores principales, si la eficiencia global del sistema es superior a un valor mínimo del 75% o del 80%, que está fijado según la tecnología empleada en el sistema.

Entonces, vemos que hay dos alternativas para estimar la electricidad de cogeneración.

- a. Tomar la electricidad de cogeneración igual a la producción total de electricidad en el periodo de tiempo considerado y en el punto de conexión de los generadores, esto es que  $E_{\text{CHP}} = E_{\text{Total}}$

Esto indica que los momentos durante los cuales el sistema operó fuera de régimen de cogeneración total, son mínimos o despreciables y no hace falta llegar a diferenciar electricidad de cogeneración de aquella que no lo es.

- b. Aplicar una corrección que en realidad es una quita para no considerar que toda la energía eléctrica generada fue de cogeneración

Para proceder según la alternativa (a) donde  $E_{\text{CHP}} = E_{\text{Total}}$ , debe cumplirse que:

- La eficiencia global del período  $\eta$  es mayor o igual de 75 % (aplica para turbinas de vapor de contrapresión, turbinas de gas con recuperación de calor, motores de combustión interna, microturbinas, motores Stirling y pilas de combustible)
- La eficiencia global del período  $\eta$  es mayor o igual de 80 % (aplica para turbinas de gas en ciclo combinado y turbinas de vapor a condensación)

En los casos en que la eficiencia global de la planta sea inferior a los valores umbrales mencionados, la electricidad de cogeneración se obtendrá mediante la expresión:

$$E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} \times C$$

Donde:

C: es la relación entre electricidad y calor útil de una planta funcionando en modo de cogeneración total

$H_{\text{CHP}}$ : es la cantidad de calor útil procedente de la cogeneración.

En el documento Guidelines for Implementation of the CHP Directive 2004/8/EC, March 2007, se establece que el modo 'cogeneración total' sucede cuando la cogeneración opera con máxima recuperación de calor. Esto significa que del sistema de

cogeneración se extrae todo el calor sin que existan sumideros que se lleven parte del calor aprovechable (equipos de by-pass abiertos que desvían todo o parte del calor procedente de la cogeneración).

Para estimar el factor C, definido como la relación de la electricidad y del calor útil de una planta, cuando la misma funciona en modo de cogeneración total, se menciona que se debe seguir el siguiente orden de preferencias:

1. Valores medidos o sea datos operativos de la unidad de cogeneración concreta operando en modo de cogeneración total.

La metodología para el cálculo del factor C es la siguiente:

- a. Obtención de la energía eléctrica en los periodos de trabajo en modo cogeneración total ( $E_{CT}$ ). Se obtendrá la energía eléctrica generada en los puntos de trabajo de cogeneración total a lo largo del periodo considerado.
- b. Obtención del calor útil aportado en modo cogeneración total ( $H_{CT}$ ). También se obtendrá el calor útil aportado en los puntos de trabajo en cogeneración total del periodo considerado.
- c. Cálculo del parámetro C, de acuerdo a la fórmula presentada

Ahora si el rendimiento global medido en un año se haya por debajo del umbral indicado para la planta, el cogenerador ha de evaluar, a los fines de determinar el factor C, en qué situaciones a lo largo del año la planta opera en modo de cogeneración total.

2. Valores de diseño en modo de cogeneración total. Si la planta nunca ha operado en modo de cogeneración total el propietario de la cogeneración ha de utilizar curvas de diseño.
3. Valores por defecto, y los sugeridos son:

Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación de calor	C= 0,95
Turbina de contrapresión sin condensado	C= 0,45
Turbina de condensación con extracción de condensado	C= 0,45
Turbina de gas con recuperación de calor	C= 0,55
Motor de combustión interna	C= 0,75

### 3.2 Calor Útil producido en una planta de cogeneración

Una planta de cogeneración se diseña para generar energía eléctrica y simultáneamente suministrar calor a un proceso, que puede pertenecer a un tercero, o

al propio tenedor de la planta. La demanda de calor útil, definida a través de su cantidad y calidad es determinante y condiciona la ubicación, el tamaño y la configuración de la planta de cogeneración.

El calor generado simultáneamente con la energía eléctrica, que puede ser visto como un coproducto térmico de ésta, se evidenciará a través de fluidos portadores de energía térmica (gases de escape, agua caliente, vapor de escape), que serán aprovechados para satisfacer las demandas térmicas del centro de consumo en su totalidad o parcialmente complementando el aporte realizado a partir de otras fuentes de energía térmica.

### **Calor de cogeneración $H_{\text{CHP}}$ (calor útil) y calor no cogenerado $H_{\text{NO-CHO}}$**

El calor útil es uno de los parámetros fundamentales para evaluar el desempeño energético de una planta de cogeneración, y su estimación nos permitirá calcular el ahorro de energía primaria como una medida de la eficiencia del sistema.

Si bien la medición directa o la estimación por métodos indirectos del calor de cogeneración es un proceso ya de por sí complicado, la situación se puede volver más compleja aún si consideramos que un centro de consumo puede satisfacer sus necesidades de calor a partir de diversas fuentes. Así, parte del mismo puede proceder de una planta de cogeneración, en la que se ha producido energía eléctrica en forma simultánea al calor útil, pero también puede provenir de un proceso no cogenerativo, donde se empleó un combustible para generar calor pero no hubo generación de energía eléctrica asociada al mismo.

El calor que procede de la cogeneración se define como calor útil ( $H_{\text{CHP}}$ ), y es el que debe emplearse para evaluar el desempeño de los sistemas de cogeneración. El calor complementario que emplea un centro de consumo y que no está asociado a un proceso de cogeneración se denomina como calor no cogenerado ( $H_{\text{NO-CHO}}$ ):

$$H_{\text{TOTAL}} = H_{\text{CHP}} + H_{\text{NO-CHO}}$$

El calor no cogenerado es aquel que se ha producido fuera de un proceso de cogeneración, es decir donde no hubo generación de energía eléctrica asociada al mismo. Este calor puede ser medido o también estimado, a partir del combustible empleado para su producción y un valor de eficiencia de transformación apropiado.

Como ejemplo de empleo de combustible para generar calor no cogenerado se puede citar:

- El caso de calderas convencionales o quemadores que no perteneciendo al sistema de cogeneración, se emplean para producir calor a partir del uso de combustible adicional. Para estimar este calor no cogenerado se emplea el

combustible utilizado en estos equipos, el cual debe ser medido adecuadamente, y una eficiencia atribuible a los mismos.

- Combustible empleado en Postcombustión. La postcombustión se define como el proceso de combustión complementaria aplicable a unidades de cogeneración (turbinas de gas o motores), cuyos gases de escape contienen proporciones suficientemente elevadas de oxígeno como para ser utilizados como comburente con incorporación de combustible adicional. Si el producto de la postcombustión es sólo calor, el mismo es considerado como no cogenerado, ya que se emplea combustible no asociado a generación simultánea de energía eléctrica y calor.

Si la postcombustión produjera vapor, el cual se emplea en una turbina de vapor que permite la generación de energía eléctrica y arroja vapor de escape o contrapresión como calor útil, este sistema es de cogeneración y debe evaluarse como tal.

- Vapor de extracción de una caldera alimentada con combustible, antes de su uso en una turbina de vapor.
- Vapor sobrante, no recuperable y que suele condensarse produciendo energía eléctrica y/o mecánica en una turbina de condensación. Al no haber calor útil este proceso no es considerado de cogeneración.

Nota: Se llega a considerar, en la operación de una turbina de extracción – condensación, que la energía eléctrica producida en la turbina debe dividirse entre energía eléctrica de cogeneración que es aquella que se genera en la expansión del vapor antes de la extracción de vapor, y energía eléctrica de no cogeneración que es la producida en la expansión final que concluye en condensación donde no hay generación de calor útil.

- Vapor o calor empleado en la propia planta de cogeneración para precalentamientos de agua de alimentación, desgasificación térmica, etc. Ya se mencionó que en el caso de la energía térmica, los consumos propios deben descontarse para estimar el calor útil, ya que éste sólo contempla lo transferido y además neto, de allí por ejemplo que se descuenten los retornos de condensados.

En los casos anteriores, puede determinarse el calor no cogenerado a través de medición directa (vapor de extracción), o a través de la medida del combustible utilizado (postcombustión, calderas auxiliares, quemadores), y aplicando las eficiencias del caso.

$$\eta = H_{\text{NO-CHP}} / F_{\text{NO-CHP}}$$

Donde

$\eta$  = eficiencia de producción de calor<sup>1</sup>

$H_{\text{NO-CHP}}$  = calor no cogenerado

$F_{\text{NO-CHP}}$  = combustible de no cogeneración (empleado para la producción del calor no cogenerado)

El calor obtenido por estos procedimientos no se considerará de cogeneración salvo que se emplee para la producción de energía eléctrica con equipos como las turbinas de contrapresión.

### **Determinación del calor útil de acuerdo al medio transmisor de calor**

Para la estimación del calor útil, debe tenerse especial atención en considerar la transferencia neta de calor que se produce al centro de consumo y esta se calcula de acuerdo con el medio transmisor como se muestra a continuación.

#### **1. Agua líquida y fluidos térmicos.**

Algunos sistemas de cogeneración generan corrientes portadoras de energía térmica (agua, aceites), que circularán por circuitos cerrados transfiriendo el calor requerido por el proceso asociado o centro de consumo.

El centro de consumo adquiere energía térmica y a tales efectos contrata las condiciones de entrega de una corriente con ciertas especificaciones de flujo y temperatura, misma que será reintegrada al sistema de cogeneración, una vez que haya transferido la energía térmica convenida. La transacción se refiere al calor que será transferido (calor útil), y al reintegro de la misma corriente con la sola alteración de su temperatura.

El calor transferido o calor útil, se calcula aplicando las siguientes expresiones al fluido portador:

$$H = \dot{m} * (h_1 - h_2)$$

$$H = \dot{m} * C_p * (T_1 - T_2)$$

Donde  $h_1$  y  $h_2$  son las entalpías de entrada y salida respectivamente, de la corriente portadora de energía térmica al centro de consumo y  $C_p$  es el calor específico medio del fluido en el intervalo de temperaturas comprendido entre  $T_1$  y  $T_2$ .

---

<sup>1</sup> Para producción de vapor o agua caliente con gas natural, suele tomarse para la eficiencia un valor de 0,9 y para uso directo de los gases de escape, un valor de 0,82

## 2. Vapor de agua

Para producir vapor de agua, los sistemas de cogeneración se valen de calderas que usan combustible o de generadores de recuperación que emplean los gases de escape de motores o turbinas de gas junto con combustible adicional.

El vapor se genera a presiones y temperaturas muy superiores a las demandadas por el centro de consumo, por lo que antes de su entrega al mismo en las condiciones requeridas, se aprovecha su capacidad para realizar trabajo generando energía eléctrica en una turbina de vapor.

La corriente de vapor encargada de transferir el calor útil quedará especificada a través de magnitudes como presión ( $P$ ), temperatura ( $T$ ) y entalpía específica ( $h$ ). La corriente de vapor puede simplemente transferir calor mientras circula por un circuito cerrado, o puede mezclarse con corrientes del proceso del centro de consumo integrándose a las mismas.

El vapor de agua entregado al centro de consumo contiene la energía térmica que se pretende utilizar en el mismo. La transferencia de esta energía se realiza empleando intercambiadores de calor, donde no hay contacto directo entre el vapor y el medio a calentar, o directamente por inyección del vapor en este medio

En el primer caso, existirá una corriente de retorno del vapor utilizado que ha cedido al proceso la mayor parte de su calor. Esta corriente se denomina comúnmente 'retorno de condensados' y es usual que la misma esté constituida por una mezcla de agua en estado líquido y vapor.

En el proceso descrito, se realiza una transferencia de calor sensible y calor latente y se regresa, al sistema de cogeneración, una corriente que puede ser una mezcla de vapor y condensados o un condensado sub enfriado, lo cual dependerá de las condiciones de diseño del intercambiador de calor. Los condensados disponen por lo tanto de cierta cantidad de energía que el usuario térmico puede aprovechar en otros procesos o devolver al cogenerador.

La existencia de la corriente de retorno de condensados en una planta de cogeneración que aporta vapor de agua supone una medida de eficiencia energética, ya que el calor contenido en dicha corriente es captada por el proceso de cogeneración en los equipos de generación de vapor, necesitándose de este modo menos combustible para el mismo aporte calórico al proceso. Por añadidura, también supone una medida de ahorro de agua de aporte, con las ventajas económicas y medioambientales que ello supone.

El cálculo del calor útil en cogeneraciones que aporten vapor de agua al proceso se realizará en base a la metodología indicada a continuación.

## El vapor de agua NO se incorpora a una corriente de proceso

En estos casos el cálculo del calor útil se realizará de la siguiente forma:

A. Si el centro de consumo de calor retorna condensados en una cantidad mínima del 70%, respecto del vapor entregado a dicho proceso, el calor útil se obtendrá de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_v * h_v - \dot{m}_c * h_c - \dot{m}_A * h_A$$

donde:

$\dot{m}_v$  = caudal medido del vapor entregado a proceso

$\dot{m}_c$  = caudal medido del retorno de condensados al sistema de cogeneración

$\dot{m}_A$  = caudal de la corriente de agua de aporte a la cogeneración

$h_v$  = entalpía del vapor entregado a proceso obtenida a partir de mediciones

$h_c$  = entalpía del retorno de condensados obtenida a partir de mediciones

$h_A$  = entalpía del agua en estado líquido a 15°C y presión atmosférica (15 kcal/kg ó 63 kJ/kg)

B. En el resto de los casos no contemplados en el anterior punto 'A', o sea un retorno inferior al 70%, el calor útil se obtendrá de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_v * (h_v - h_0)$$

donde:

$\dot{m}_v$  = caudal medido del vapor entregado a proceso

$h_v$  = entalpía del vapor entregado obtenida a partir de mediciones

$h_0$  = entalpía del agua en estado líquido a 80°C y presión atmosférica (80 kcal/kg ó 334,9 kJ/kg)

## El vapor de agua se incorpora a una corriente de proceso (inyección de vapor)

En estos casos no es posible canalizar una corriente de retorno de condensados hasta la cogeneración, con lo que el calor útil consistirá en el calor de la corriente de vapor entregado a proceso. Su cálculo a todos los efectos se realizará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_v * (h_v - h_A)$$

Donde:

$\dot{m}_v$  = caudal de vapor de entrada al centro de consumo

$h_v$  = entalpía específica del vapor entregado al centro de consumo

$h_A$  = entalpía específica del agua de reposición al sistema de cogeneración (líquido a 15°C y presión atmosférica= 15 kcal/kg ó 63 kJ/kg)

En las cogeneraciones en las cuales sólo una parte del vapor producido se incorpore al producto, el calor útil se calculará como la suma de los obtenidos de la corriente de vapor que se incorpora a producto, y de la corriente de vapor que no se incorpora al producto, aplicando la metodología que le corresponda a cada situación conforme a lo expuesto anteriormente.

### 3.3 Gases calientes

En muchos casos, el calor generado por la planta de cogeneración está contenido en los gases de escape provenientes de un motor o una turbina. Este calor puede aprovecharse con la inyección de esta corriente de gases directamente en el proceso o con el empleo de un intercambiador de calor que permita la transferencia de este calor sin la mezcla de las corrientes mencionada, para evitar la introducción de contaminantes al proceso.

El contenido térmico de una corriente de gases de combustión se puede obtener a partir del cálculo del calor sensible de los mismos. Luego, al no preverse cambios de estado en la corriente de gases calientes al momento de transferir calor, el mismo se puede estimar mediante la diferencia de calor sensible de esta corriente a la entrada y salida del proceso.

El calor útil (H) puede calcularse en este caso como sigue:

$$H = \dot{m} * (h_1 - h_2)$$

Donde:

$\dot{m}$  = Es el flujo másico de gases correspondiente al período de control considerado,

$h_1$  = Es la entalpía del gas a la entrada a los equipos de proceso

$h_2$  = Es la entalpía del gas a la salida de los equipos de proceso

Esta ecuación puede expresarse en función del calor específico de los gases y sus temperaturas, mediante la siguiente expresión:

$$H = \dot{m} * [(0.9952 + 92.1 * 10^{-6} * T_1) * T_1 - (0.9952 + 92.1 * 10^{-6} * T_2) * T_2]$$

Con 
$$C_p = 0.9952 + 92.1 * 10^{-6} * T$$

El calor específico  $C_p$ , viene expresado en kJ/kg°C, y la expresión es válida en un intervalo de temperaturas comprendido entre 0 °C y 1500 °C, para corrientes de gases de combustión con alto contenido de aire.  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas de entrada y salida de gases a los equipos de proceso. Esta expresión fue extraída de H.D. Baehr *et al.*, Thermodynamische Funktionen idealer Gase für Temperaturen bis 6000 K, Berlin-Heidelber-New York, Springer 1968.

Siempre que se disponga de datos de caudal fiables suministrados por el fabricante de los equipos que entregan estos gases calientes se emplearán dichos datos; por otra parte también es posible calcular el caudal a partir de mediciones de campo.

La utilización de gases calientes como medio de transferencia térmica tiene su máxima aplicación en procesos de secado, en los cuales los gases evaporan el agua contenida en el producto a secar y la incorporan a su corriente en forma de calor latente.

Un método alternativo (indirecto), para estimar el calor útil sería realizando un balance de materia y energía en el sistema de secado y sumando el calor latente del agua evaporada, el incremento del calor sensible del agua total y el incremento de calor sensible del producto secado (materia seca). Estos últimos incrementos desde la temperatura de entrada del producto al secadero hasta la temperatura de salida de este producto del mismo.

### 3.4 Refrigeración

Para el caso de climatización de edificios, con demanda de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

Cuando el calor producido por una cogeneración se emplea para la producción de frío mediante una máquina de absorción, se puede considerar como calor útil a todo aquel calor consumido por la máquina de absorción independientemente de la temperatura de dicho calor y de la del frío producido.

Pero esta estimación puede también ser más precisa y considerar que:

1. En el caso que la generación de frío se realice a un nivel de temperatura superior a 0°C el calor útil corresponderá a la demanda de refrigeración final.
2. En el caso que la generación de frío se realice a un nivel de temperatura inferior a 0°C, el calor útil corresponderá a todo el calor consumido por las máquinas de

absorción, siempre que la temperatura de dicho calor consumido sea inferior a 180°C

### **El proceso demandante de energía térmica en el cálculo del calor útil**

Un sistema de cogeneración se haya estrechamente ligado al proceso al cual suministra energía hasta el punto que no es posible obtener y validar el calor útil que la cogeneración aporta sin realizar un análisis del proceso demandante de calor.

Ya la propia definición de calor útil vincula al sistema de cogeneración con el proceso al cual sirve, al especificar que es aquel que intenta satisfacer sin superar, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y que de no recurrirse a la cogeneración, sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos.

De este modo, de forma adicional a la obtención del valor de calor útil de acuerdo a lo descrito, es necesaria la realización de un análisis sobre el destino de dicho calor útil (análisis de proceso). Este estudio se centrará en los siguientes puntos:

1. Justificación económica del calor entregado: En ningún caso se considerará útil a aquella energía térmica que se destine a usos que no se realizarían mediante equipos de suministro de calor diferentes a la cogeneración. En los casos donde se dude de la existencia del calor en condiciones de mercado con equipos diferentes a la cogeneración, se realizará un estudio económico sobre la rentabilidad y/o necesidad de aportar dicho calor sin cogeneración.

Cuando todo o parte del calor procedente de una cogeneración se destine a usos no económicamente justificables, es obligado detraer dicha cantidad de calor al total producido para obtener el calor útil.

2. Sumideros de calor: En línea con las ideas anteriores, el calor entregado a proceso que finalmente no sea aprovechado en los mismos, siendo por ejemplo vertido directamente a la atmósfera, nunca tendrá la consideración de calor útil, siendo obligado restarlo del aportado por la cogeneración.

Este análisis pretende evaluar el uso pleno del calor, no entrando en consideraciones de eficiencia energética u optimización energética del proceso demandante de calor.

## Anexo 1: Puntualizaciones sobre mediciones

Material extraído de la Guía del Calor Útil

### 1. Combustibles consumidos

Dependiendo del tipo de combustible, pueden existir las siguientes particularidades:

- **Gas Natural:** Los volúmenes de gas natural empleados para la cogeneración deben ser registrados con un contador con una precisión de acuerdo a la normativa vigente (regulación del control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida). El volumen medido debe ser corregido con la temperatura y presión del gas (a 0 °C y 1.01325 bar) para permitir la comparación directa con las facturas emitidas a la cogeneración. El poder calorífico superior puede conocerse directamente de la facturación del suministrador. La imprecisión total en la estimación de la energía imputable al combustible debe ser inferior a  $\pm 2\%$ .

- **Combustibles líquidos:** en estos casos (gasóleo, fuelóleo, GLP) el suministro tiene lugar por cargas, con cuyas facturas se podrá realizar el control del consumo del período una vez ajustado por medición *in situ* el balance pertinente de las existencias almacenadas al inicio y fin del período.

Los combustibles líquidos normalmente se venden por litros. Por ello el combustible empleado en la planta de cogeneración deberá ser registrado, para lo cual se requiere un caudalímetro volumétrico con una precisión de acuerdo a normativa. Sin embargo, el poder calorífico generalmente está determinado por unidad de masa. La conversión entre la masa y el volumen usando gráficos estándar puede introducir un error significativo ( $\pm 1,5\%$ ) y consecuentemente es preferible emplear densidades y poderes caloríficos medios. Puede emplearse documentación relativa a la compra del combustible si se lleva un registro detallado de ello. La imprecisión total en la estimación de la energía imputable al combustible debe ser inferior a  $\pm 2\%$ .

- **Otros combustibles alternativos:** una estimación precisa del poder calorífico de combustibles alternativos (como puede ser biomasa o residuos urbanos), es extremadamente complicado. Cuando la imprecisión en el poder calorífico del combustible de entrada excede  $\pm 2\%$ , entonces métodos alternativos deberían ser empleados. De existir bandas de incertidumbre el límite superior de dicha banda debe ser empleado.

## 2. Energía eléctrica

Como en el caso del gas, los contadores eléctricos se hallan situados en las cabinas de medición junto a los puntos de conexión y son los que la empresa de suministro utiliza para las transacciones comerciales.

Para medir la electricidad generada se deben emplear contadores trifásicos comerciales y ser instalados para proveer lecturas directas tanto de la electricidad importada como de la electricidad exportada y los consumos propios, con una precisión de acuerdo a la normativa vigente (Reglamento de puntos de medida del sistema eléctrico).

La electricidad generada por la planta es el valor bruto. Este valor viene dado directamente por el contador integrado en el equipo principal, de modo que si éste se considera suficientemente preciso puede emplearse esta medición para evaluar la electricidad bruta.

De no ser así, la medición de la electricidad bruta generada deberá basarse en los contadores de facturación ( $E_{\text{Importada a la red}}$  y  $E_{\text{Exportada a la red}}$  y  $E_{\text{Entregada al usuario}}$ ) y en la medida de los consumos propios ( $E_{\text{CP}}$ ). Estos consumos son los debidos a los ventiladores, bombas de torres de refrigeración, consumos de los compresores de gas, etc.

La cantidad de autoconsumo eléctrico es distinto según el tipo de planta ya que, por ejemplo, una planta de motor a gas tiene más auxiliares y por tanto mayor autoconsumo que una planta de ciclo simple con turbina de gas. Este tanto por ciento depende del tipo de ciclo y del tamaño. Si no se puede efectuar la medida de los consumos propios directamente, se tomarán los valores establecidos en la tabla adjunta

Tipo de ciclo	Consumos propios (%)
Ciclo simple con turbina de gas / ciclo secado	1,0
Ciclo simple con motores combustión interna fuel-oil	3,0
Ciclo simple con motores combustión interna gas	4,0
Ciclo combinado con turbina gas $\leq 50$ MWe	$3,21 - 0,03 \cdot P$
Ciclo combinado con turbina gas $> 50$ MWe	1,7
Ciclo trigeneración con turbina gas	+1% s/autoconsumo del ciclo
Ciclo trigeneración con motores	5,0

*P: potencia eléctrica en MWe*

**Valores por defecto de los consumos propios en función del tipo de ciclo empleado, expresados en función de la electricidad producida**

### 3. Calor entregado y retornos

En el caso de plantas de cogeneración que suministran calor al usuario, al ser éste calor objeto de transacción comercial, el punto de medida conviene situarlo, en la medida de lo posible en el límite de batería, tal y como se ha dicho para los combustibles y la electricidad.

En este caso el punto de medida puede consistir en un caudalímetro y en un sensor de temperatura. Este principio conviene aplicarlo en todos los casos, pero es evidente que podrán presentarse casos menos rígidos cuando ambas partes tenga el mismo interés económico.

Para las distintas formas de calor, se mencionan las siguientes particularidades:

**Vapor:** la entrega de vapor tiene lugar por una o varias líneas, atendiendo a las posibles diferencias de calidad (vapores a distintas presiones) o de receptores. La medida de la energía entregada en cada instante es el producto del caudal instantáneo por la entalpía del vapor. Este producto instantáneo es el que debe integrarse para todo el período.

La ubicación de las medidas deberá ser lo más próxima a la frontera, pero evitando posibles ambigüedades y errores por el trazado. El punto de medida deberá situarse en cualquier caso aguas abajo del colector, de modo que no se contabilice el vapor enviado al desgasificador.

Si hay retorno de condensados que deben medirse, deberá existir un medidor de caudal y el de temperatura.

Para la medida del vapor los contadores deberán contar con una precisión según lo indicado en legislación, ó de al menos un  $\pm 2\%$  en ausencia de dicha legislación, debiendo ser de fondo de escala apropiado a la cuantía del caudal de tal modo que se recomienda no considerar lecturas en el primer 25% del fondo de escala. Debe corregirse por presión y temperatura cuando sea necesario.

Diafragmas, toberas y tubos venturi deben ser diseñados e instalados de acuerdo con la normativa vigente española y europea y el cálculo del caudal másico debe basarse en dimensiones reales y no nominales. El cálculo de la precisión total debe tener en cuenta la precisión de los integradores, transmisores, etc.

Pueden emplearse igualmente otros tipos de caudalímetros con la precisión antes indicada. Allí donde la especificación del fabricante esté disponible se utilizará la banda inferior de su tolerancia para determinar la carga de vapor. Cuando se efectúen auditorías deberá ponerse en evidencia la concordancia con lo indicado por el fabricante.

**Agua caliente y aceite térmico:** esta entrega de calor es el valor neto de la ida menos el retorno. En cada doble línea existirá la medida del caudal instantáneo y de la diferencia de temperatura de ambas ramas. Su producto instantáneo con el valor del calor específico estipulado, después de integrado para todo el período, proporcionan el calor entregado. El emplazamiento de estas medidas será en el límite de batería de la planta, de modo que ambas partes tengan acceso a las mismas.

La precisión de contadores de fluidos calientes depende tanto del caudalímetro como del integrador de energía. Deben respetarse las calibraciones sistemáticas y el cumplimiento de las normas de instalación establecidas por el fabricante para asegurar que las imprecisiones sean menores que la permitida por legislación, ó de al menos un  $\pm 2\%$  en ausencia de dicha legislación.

**Gases calientes:** el punto de medida del gas entregado ha de situarse lo más próximo posible a la frontera o límite de batería. Las conducciones suelen ser de gran sección, siendo necesaria por lo general la evaluación del caudal de gases y su temperatura, con las siguientes particularidades:

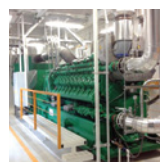
Caudal. Las mediciones precisas de caudal poseen una alta complejidad técnica, ya que los gases presentan por lo general un estado turbulento en las conducciones. En la medida de lo posible se recomienda evitar mediciones directas, obteniendo el caudal a partir de datos de operación de la cogeneración y sus especificaciones técnicas.

Temperatura. Se dispondrá de medidores tanto a la entrada como a la salida del equipo de secado.

En los 12 primeros meses a contar desde la publicación oficial de la presente Guía los usuarios de cogeneración podrán realizar las mediciones de calor con los equipos existentes sin necesidad de cumplir los requisitos antes indicados. Una vez transcurrido este periodo de 12 meses aquellas plantas que no dispongan de los equipos con las especificaciones señaladas deberán solicitar la suspensión temporal del régimen económico de acuerdo con lo indicado en el artículo 49 del RD 661/2007.

## **Bibliografía**

1. Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía. 11 de febrero de 2004.
2. Decisión de la Comisión del 19 de noviembre de 2008, por la que se establecen orientaciones detalladas para la aplicación del Anexo II de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. (2008/952/CE)
3. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
4. Guía técnica para la medida y determinación del calor útil de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Abril 2008. Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía (IDAE).
5. El ahorro de energía primaria de la electricidad de cogeneración según el Anexo II de la Directiva. M. Márquez. Noviembre 2004. COGEN España



© Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn/Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

- Cooperación Alemana al Desarrollo -

Agencia de la GIZ en México  
Torre Hemicor, PH  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. del Valle  
C.P. 03100, México, D.F.  
T +52 55 55 36 23 44  
F +52 55 55 36 23 44  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
I [www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)